

Volume 3, Nomor 2. Oktober. 2021

e-ISSN 2656-9485



**JURNAL JARING SAINTEK  
(JJST)**  
Universitas Bhayangkara Jakarta Raya



**Fakultas Teknik  
Universitas Bhayangkara Jakarta Raya**



1. Pengaruh Metode *Campbell Dudeck Smith* dalam Penjadwalan Produksi *Table 76-0001-Veneer Mesin Shop* PT. Cegeone  
Widya Spalanzani\*, Salwiah, Asmuddin 1-7
2.  *Holding Time* pada Sifat Fisik Pengelasan SMAW Baja ASTM-A36 melalui Uji Penetran  
Yoga Mangun Wirajaya, Nur Yanu Nugroho, Bagiyo Suswasono\* 8-12
3. Studi Pemanfaatan Limbah CO<sub>2</sub> menjadi CO<sub>2</sub> Cair dengan Teknologi CO<sub>2</sub> Purification di Industri Baja  
Wahyu Kartika\* 13-20
4. Optimasi Laju Produksi dengan Cara Desain Ulang *Progressive Cavity Pump* (PCP) pada Sumur “X” Lapangan “Y”  
Eko Prastio\*, Abdullah Rizky Gusman 21-28
5. Bioremediasi sebagai Alternatif Pengembalian Fungsi Tanah yang Tercemar Minyak Bumi  
Zara Zafira\* 29-35
6. Sistem Informasi Anggaran pada PT. Ardhi Karya Teknik  
Uus Rusmawan\* 36-40

**Sekretariat Redaksi :**

**Fakultas Teknik Universitas Bhayangkara Jakarta Raya**

Kampus II : Jalan Raya Perjuangan, Kel. Marga Mulya, Bekasi Utara, Kota Bekasi, Jawa Barat 17121, Indonesia. Telp : +62 21 88955882. Email : [jaring.saintek.ft@ubharajaya.ac.id](mailto:jaring.saintek.ft@ubharajaya.ac.id)

[url : jurnal.ubharajaya.ac.id/index.php/jaring-sainTek](http://jurnal.ubharajaya.ac.id/index.php/jaring-sainTek)

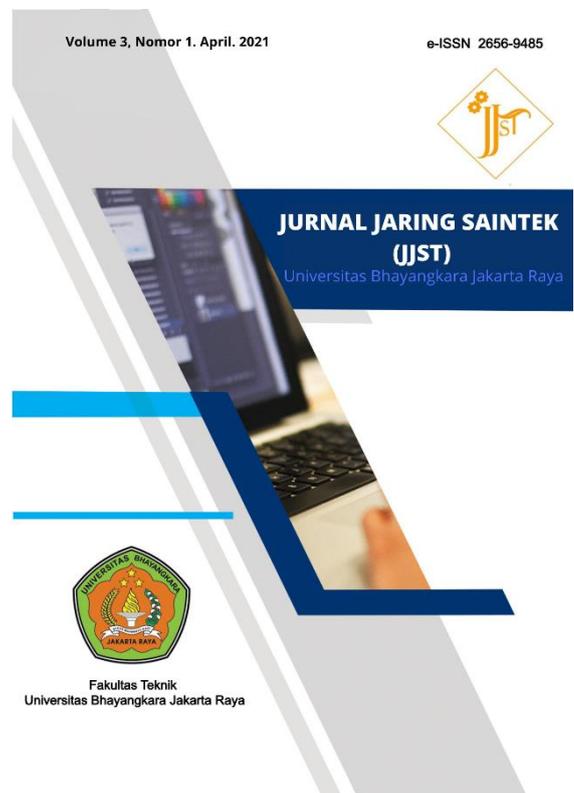


Assalamu 'alaikum Warohmatullohi Wabarokatuh

Segala puji bagi Alloh SWT, Jurnal Jaring SainTek Fakultas Teknik Universitas Bhayangkara Jakarta Raya Volume 3 Nomor 2 Bulan Oktober tahun 2021 telah terbit. Jurnal Jaring Sains dan Teknologi (JJST) merupakan kumpulan artikel – artikel ilmiah dari hasil penelitian, ulasan ilmiah, serta kajian berkaitan dengan disiplin ilmu teknologi industri, kimia, perminyakan, lingkungan, dan informatika. Jurnal JJST dikelola Fakultas Teknik Universitas Bhayangkara Jakarta Raya dan diterbitkan oleh LPPMP Universitas Bhayangkara Jakarta Raya.

Untuk menjamin berlangsungnya penerbitan Jurnal Jaring SainTek ini, kontribusi tulisan ilmiah sangat dihargai. Tulisan ilmiah yang diterbitkan, sepenuhnya menjadi tanggung jawab penulis. Jurnal Jaring Sains dan Teknologi (JJST) secara konsisten pada bulan April dan Oktober setiap tahunnya.

Assalamu 'alaikum Warohmatullohi Wabarokatuh



**Sekretariat Redaksi :**

**Fakultas Teknik Universitas Bhayangkara Jakarta Raya**

Kampus II : Jalan Raya Perjuangan, Kel. Marga Mulya, Bekasi Utara, Kota Bekasi, Jawa Barat 17121, Indonesia. Telp : +62 21 88955882. Email : [jaring.sainstek.ft@ubharajaya.ac.id](mailto:jaring.sainstek.ft@ubharajaya.ac.id)  
url : [jurnal.ubharajaya.ac.id/index.php/jaring-sainstek](http://jurnal.ubharajaya.ac.id/index.php/jaring-sainstek)

## OPTIMASI LAJU PRODUKSI DENGAN CARA DESAIN ULANG PROGRESSIVE CAVITY PUMP (PCP) PADA SUMUR “X” LAPANGAN “Y”

Eko Prastio <sup>\*1</sup>, Abdullah Rizky Agusman <sup>2</sup>

<sup>1,2</sup>Teknik Perminyakan, Fakultas Teknik, Universitas Bhayangkara Jakarta Raya, Jakarta, Indonesia

e-mail: <sup>\*1</sup>[eko.prastio@dsn.ubharajaya.ac.id](mailto:eko.prastio@dsn.ubharajaya.ac.id), <sup>2</sup>[abdullah.rizky@dsn.ubharajaya.ac.id](mailto:abdullah.rizky@dsn.ubharajaya.ac.id)

### Abstract

*Progressive Cavity Pump (PCP) has been applied as artificial lift at X well that is owned by PT Pertamina EP Asset 1 Field Jambi. From the early calculation of current production gets 17,16 bfpd that has not reached the target of 48,57 bfpd. This indicates that PCP must be redesign. Before redesign we used Productivity Index (PI) to make an Inflow Performance Relationship (IPR) curve that shows the oil is still suitable production or not. We redesign PCP using R & M Energy Systems calculation methods as the provider and found that the optimal for revolution per minute (RPM), horse power (HP), torque values and the drive head type are 101,5 RPM, 2,7 HP, 15 ft-lbs and there have to be a change in drive head type AA4. To get results optimal production.*

**Keywords:** optimum production, progressive cavity pump

### PENDAHULUAN

Secara umum minyak bumi yang dihasilkan dari suatu sumur, pada awalnya diproduksi melalui sembur alam (*natural flow*), artinya minyak bumi keluar ke permukaan bumi secara alamiah. Hal ini terjadi disebabkan tekanan reservoir yang mendorong minyak bumi masih mampu untuk mengalirkan minyak secara alami. Sejalan dengan waktu berproduksi terjadi penurunan tekanan reservoir dan keadaan ini menyebabkan berkurangnya nilai ekonomis sumur tersebut, sehingga harus segera diatasi agar dapat berproduksi secara optimal. Permasalahan sumur yang telah mengalami penurunan kemampuan berproduksi yang diakibatkan oleh penurunan tekanan reservoir dapat diatasi dengan cara metoda pengangkatan buatan (*artificial lift*) (Kernil. E.B., 1977). Tujuannya adalah mengangkat

fluida dari dasar sumur kepermukaan dan mencapai laju produksi yang diinginkan.

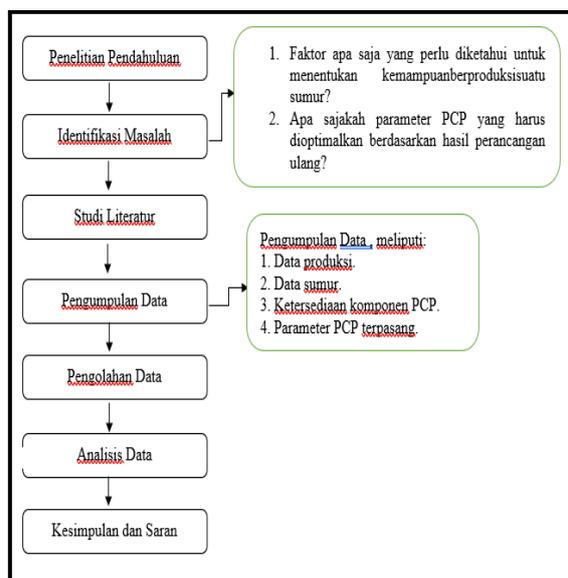
Salah satu solusi untuk mengatasinya adalah dengan metoda pengangkatan buatan ini yaitu menggunakan pompa *Progressive Cavity Pump* (PCP) (Nelik, L., 2005). PCP merupakan salah satu alat yang digunakan untuk melakukan lifting minyak dari sumur-sumur produksi.

Permasalahan ini sesuai dengan tujuan dari penelitian ini yaitu untuk menganalisa dan mengetahui produktivitas sumur, laju produksi maksimum (Qmaks) sumur dari kurva IPR (*Inflow Performance Relationship*), menentukan laju produksi optimal (Qopt) dan laju aliran kritis sumur serta menganalisa kinerja *progressive cavity pump* (PCP) yang digunakan agar dapat mengoptimalkan laju produksi pada Sumur. Analisa kinerja PCP meliputi penentuan *Total Dynamic Head* (TDH), model pompa, RPM pompa, HP motor, jenis *drive head*, ukuran rod, ukuran motor penggerak, *sheave* dan *belt* sesuai dengan data produksi sumur, konfigurasi sumur serta karakteristik fluida (Lake, L. W., 2007).

### METODE PENELITIAN

Untuk mendapatkan hasil yang baik suatu penelitian harus direncanakan sebaik mungkin, karena metodologi yang menggambarkan jalannya proses penelitian tersebut harus merancang secermat mungkin.

Berikut bagan aliran metodologi penelitian :



Gambar 1 Alur Kerja Penelitian

## HASIL DAN PEMBAHASAN

### Data Sejarah Dan Profil Sumur X

Perusahaan PT. Pertamina EP asset-1 Jambi atau lapangan Jambi ditemukan oleh NIAM pada tahun 1922 melalui pemboran sumur BJK-1 dengan hasil gas dilapangan Bajubang yang kemudian disusul dengan penemuan minyak di beberapa lapangan di wilayah jambi dan salah satunya ditemukan minyak di lapangan Kenali Asam pada tahun 1929.

Setelah ditemukannya minyak pada lapangan Kenali Asam beberapa sumur dilakukan eksplorasi dan pemboran pada sumur yang berada di lapangan Kenali Asam, Salah satunya pada Sumur X dilakukan eksplorasi pada 11 September 1958 dan dilakukan pemboran vertikal sampai kedalaman 1.185m. Sumur ini terjadi permasalahan pada tubing yang rusak yang mengakibatkan produksi sumur tidak mencapai target yang ditentukan maka dilakukan cement plug pada kedalaman 492 m dan dilakukan perforasi pada kedalaman 336 – 340 m dan 372 – 375 m dengan perforasi *Cross Flow* dengan menggunakan pompa PCP. Pompa yang digunakan pada Sumur x adalah pompa PCP 30-N-045 dengan tubing 2-7/8” yang di tempatkan pada kedalaman 322 m. Laju produksi yang didapat pada Sumur x sebesar 17,16 bfpd dengan *Water Cut* sebesar 73%.

### Data Sumur X :

1. Nama Lokasi : Y
2. Nama Sumur : X
3. Daerah/Region : South Sumatra
4. Pumping Unit : Progressive Cavity Pump
5. Type Pompa : 30-N-045
6. Tubing : 2-7/8”
7. SuckerRod : 7/8”
8. Rpm : 75.0
9. Klasifikasi Sumur : Tegak/Vertical
10. Reference well : Kenali Asam/Jambi
11. Tipe Formation : Sand Stone
12. Perforasi/Lapisan/Pbtd : 336- 340 m / d1/320 / 492m
13. Pwf : 179.03 psi
14. Pst : 215.65 psi
15. *Specific Gravity Oil (SGo)* : 0.9345
16. *Specific Gravity Water (SGw)* : 1
17. *Specific Gravivty Mix (SGmix)*: 0,948
18. Effisiensi Volumetric : 51 %
19. Static Fluid Level : 178
20. Dinamic Fluid Level : 205,17
21. Q maksimum : 60,72

### Data Sonolog

Data sonolog sumur, merupakan data yang didapatkan dari hasil tes sonolog pada sumur yang dilakukan secara berkala untuk mengetahui kondisi sumur. Data sonolog sumur yang akan digunakan pada penelitian ini dapat dilihat pada Tabel. 1.

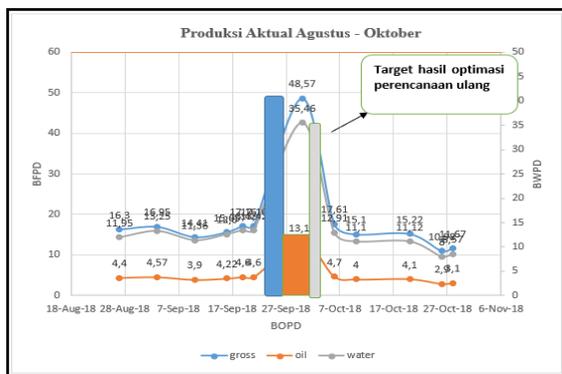
Tabel 1 Data Sonolog Sumur X

Data	Nilai	Satuan
<i>Static Fluid Leve</i>	178	m
<i>Dynamic Fluid Level</i>	205,17	m
<i>Pwf</i>	179,03	psi
<i>Ps</i>	215,65	psi
<i>Q Actual</i>	17,16	bfpd
<i>Pump Intake Pressure</i>	154,4	psi
<i>Spesific Gravity Mix</i>	0,948	-
<i>Well Head Pressure</i>	5	psi
<i>Casing Pressure</i>	-0,1	psi
<i>Q Maksimal</i>	60,72	bfpd

### Kemampuan Berproduksi Sumur X

Pemasangan *Progressive Cavity Pump* (PCP) pada Sumur X dengan tujuan untuk mendongkrak laju produksi sumur yang mengalami penurunan[4]. Kenaikan produksi yang signifikan ini menunjukkan bahwa PCP

merupakan *artificial lift* yang mampu untuk mengatasi penurunan produksi Sumur X. Namun, tetap harus dilakukan penilaian kemampuan produksi sumur agar diketahui ketercapaian nilai produksi optimal produksi dari suatu sumur adalah 80 % dari produksi maksimal yang dapat diketahui dari kurva IPR. Lalu akan dilakukan perbandingan dengan produksi aktual, apabila produksi optimal sumur belum tercapai, maka harus dilakukan perancangan ulang PCP yang terpasang meliputi berbagai parameter PCP. Hasil dari perancangan ulang ini akan di aplikasikan pada PCP terpasang dengan cara mengubah parameter yang (Robbin & Mayers, 1989)



Gambar 2 Produksi Aktual Sumur X pada Bulan Agustus Sampai Bulan Oktober.

Bulan September dilakukan evaluasi dan perhitungan perencanaan ulang, dapat dilihat pada Gambar 2 Dibulan oktober perencanaan ulang belum dilakukan dikarena produksi sumur tetap optimal.

**Perhitungan Productivity Index Pada Sumur X**

PI menunjukkan kemampuan berproduksi dari suatu sumur berdasarkan perbedaan tekanan statis dan tekanan aliran sebagai berikut:

$$PI = \frac{q}{P_s - P_{wf}} \dots\dots\dots (1)$$

Diketahui data sumur PT. PERTAMINA EP Asset 1 Field:

- Q = 17,16
- P<sub>s</sub> = 215,65
- P<sub>wf</sub> = 179,03
- Sehingga:

$$PI = \frac{17,16}{215,65 - 179,03}$$

$$PI = 0,47 \text{ bfpd/psi}$$

**Kurva Inflow Performance Relationship (IPR)**

Kurva IPR merupakan bentuk grafis dari PI sumur yang menunjukkan grafik dari tekanan aliran dasar sumur terhadap laju produksi sumur. Kurva IPR yang digunakan adalah dua fasa dengan metode vogel. Penggambaran Kurva IPR dua fasa dilakukan dengan membuat asumsi  $\frac{P_{wf}}{P_s}$  agar didapatkan produksi sumur dalam berbagai kondisi tekanan di formasi (Saventh, 1998).

Melalui Kurva IPR dua fasa ini akan didapatkan laju produksi maksimum dari sumur. Lalu dapat ditentukan laju produksi optimal sumur yang merupakan 80% dari laju produksi maksimum. Setelah laju produksi optimal didapatkan, akan dilihat ketercapaian laju produksi aktual dengan cara membandingkan nilai kedua laju produksi tersebut. Rumus yang digunakan pada pembuatan kurva IPR dengan masing – masing asumsi  $\frac{P_{wf}}{P_s}$  tersebut adalah sebagai berikut:

$$\frac{Q}{Q_{max}} = 1 - 0,2 \times \left(\frac{P_{wf}}{P_s}\right) - 0,8 \times \left(\frac{P_{wf}}{P_s}\right)^2 \dots\dots\dots (2)$$

Tabel 2 Data Pwf dan Qo untuk kurva IPR

No	Asumsi asumsi $\frac{P_{wf}}{P_s}$	Pwf (Psi)	Qf (BFPD)
1	0	0	60,72
2	0,1	21,56	59,02
3	0,2	43,13	56,34
4	0,3	64,7	52,7
5	0,4	86,26	48,1
6	0,5	107,82	42,5
7	0,6	129,39	35,94
8	0,7	150,95	28,41
9	0,8	172,52	19,91
10	0,9	194,08	10,44
11	1	215,65	0

Dari tabel 2 dapat dilihat bahwa Q<sub>max</sub> dari sumur tersebut adalah 60,72 bfpd, maka nilai Q<sub>optimum</sub> adalah sebagai berikut:

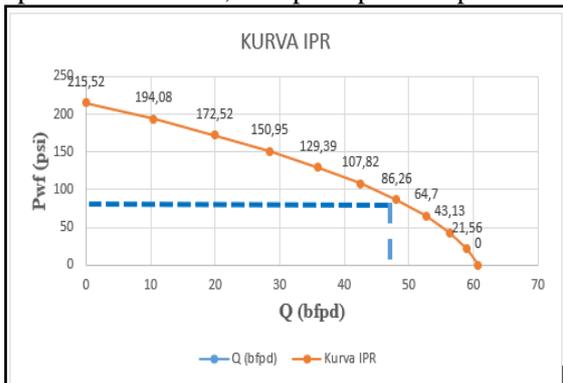
$$Q_{optimum} = 80\% \times Q_{max}$$

$$Q_{optimum} = 80\% \times 60,72 \text{ bfpd} = 48,57 \text{ bfpd}$$

Setelah dibuat kurva IPR dua fasa Gambar. 3, nilai laju produksi actual dan laju produksi optimal dapat di plot untuk menunjukkan perbedaan yang signifikan. Dari data dan perhitungan di atas, dapat diketahui bahwa laju produksi aktual hanya sebesar 17,16

bfpd dimana laju produksi optimal sumur adalah 48,57 bfpd.

Ketidak tercapaian produksi optimal sumur menunjukkan bahwa terdapat kesalahan pada *artificial lift* terpasang. Faktor yang mempengaruhi hal ini adalah desain dari PCP terpasang yang belum tepat, sehingga harus dilakukan perancangan ulang agar produksi optimal sebesar 48,57 bfpd dapat tercapai.



Gambar 3 Kurva IPR Sumur X

**Perancangan Ulang Progressive Cavity Pump Sumur X**

Perancangan ulang PCP terpasang memerlukan data produksi, data sumur dan nilai laju produksi optimal berdasarkan kurva IPR (Gambar 4.2). Setelah data awal tersebut telah didapatkan, maka perlu dilakukan perhitungan parameter dari desain PCP. Parameter pertama adalah *Pump Setting Depth* dan produksi optimal yang diinginkan untuk menentukan seri pompa yang akan digunakan. Kedua adalah perhitungan *Total Dynamic Head* (TDH) yang akan digunakan untuk menentukan nilai RPM, HP dan torsi yang diperlukan untuk menentukan tipe *drive head* yang akan digunakan. Setelah keseluruhan parameter telah diperhitungkan, maka dapat dilakukan perbandingan dari PCP terpasang dengan hasil dari perancangan ulang (Christian, 2013).

**Perhitungan Pump Setting Depth**

*Pump Setting Depth* (PSD) merupakan kedalaman terbaik untuk pemasangan pompa pada sumur yang dipengaruhi terutama oleh *Dynamic Fluid Level* (DFL) atau ketinggian dari fluida formasi saat sedang berproduksi [8]. Dan dalam perhitungan satuan DFL dalam ft tetapi di kompresi ke meter. Berikut data perhitungan untuk mencari nilai dari PSD Tabel 3

Tabel 3 Data Perhitungan *Pump Setting Depth*

Data	Nilai	Satuan
<i>Dynamic Fluid Level</i>	205,71	m
<i>Pump Intake Pressure</i>	154,4	psi
<i>Casing Pressure</i>	-0,1	psi
<i>Gradient Fluida</i>	0,41	psi

$$PSD = DFL + \left( \frac{PIP - C_p}{GF} \right) \times 0.31 \text{ ft/m} \dots\dots\dots (3)$$

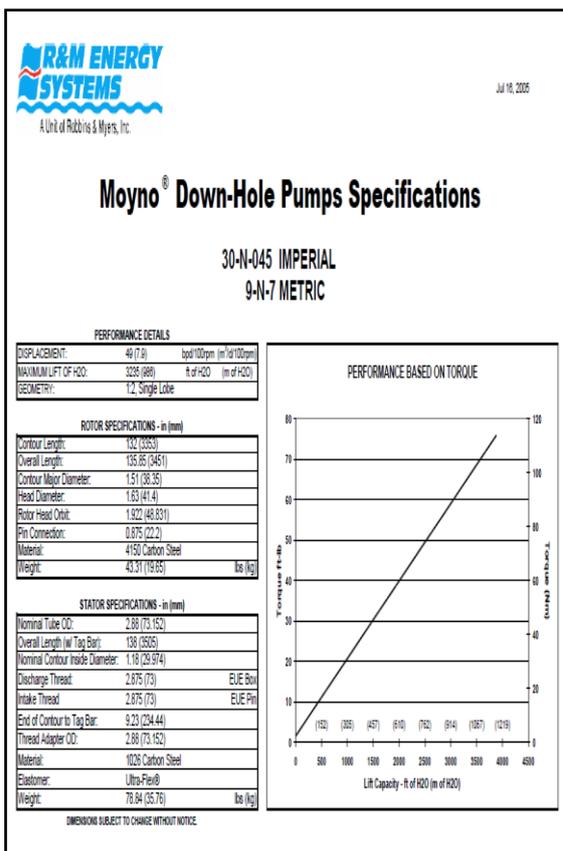
$$PSD = 205,17 + \left( \frac{154,4 - (-0,1)}{0,41} \right) \times 0.31 \text{ ft/m}$$

$$PSD = 322 \text{ m}$$

Maka, *Pump Setting Depth* di sumur X yang ideal adalah pada kedalaman 492 m. Nilai dari *Pump Setting Depth* memiliki pengaruh terhadap penentuan nilai *Friction Head* yang akan ditentukan pada perhitungan berikutnya. Nilai PSD tidak mengalami perubahan setelah dilakukan perancangan ulang sehingga dapat dinyatakan nilai PSD yang digunakan sudah optimal (Sahuna, 2011).

**Pemilihan Seri Pompa**

Berdasarkan dari nilai produksi optimal yaitu 48,57 bfpd, dengan kedalaman dari sumur 492 m dengan PSD 322 m, serta memperhatikan kesediaan pompa di PT. Pertamina EP *Asset 1 Field*, maka ditetapkan seri pompa 30-N-045 adalah yang paling tepat untuk digunakan pada Sumur X dengan kemampuan berproduksi maksimal 45 bfpd / 100 rpm dan kedalaman maksimal untuk *lifting* 3000 ft atau 914 m. Spesifikasi lengkap dari pompa 30-N-045 dapat dilihat pada Gambar. 4 Seri pompa 30-N-045 telah digunakan pada sumur x sehingga dapat dipastikan bahwa parameter ini telah optimal (Christian, w., Henri. C., 2013).



Gambar 4 Spesifikasi pompa seri 30-N-045

**Perhitungan Total Dynamic Head**

Total Dynamic Head (TDH) merupakan parameter utama dalam perencanaan PCP yang akan digunakan dalam penentuan nilai HP dan Torque pompa. Sebelum dilakukan perhitungan TDH, diperlukan perhitungan pada Tabel 4 beberapa variabel yang berhubungan langsung dengan TDH, yaitu *Friction Head (Hf)*, *Friction Loss (F)*, dan nilai *Head Tubing (Ht)*. Nilai dari *Dynamic Fluid Level (DFL)* juga diperlukan untuk perhitungan TDH[10].

Tabel 4 Data Perhitungan F, Ht, Hf

Data	Nilai	Satuan
Well Head Pressure (pwh)	5	Psi
SG Mix	0,948	Fraksi
Produksi Optimum	48,58	Bfpd
ID Casing	2,441	Inch
Dynamic Fluid Level	205,1	m

$$H_t = \frac{(P_{wh} \times \frac{2,31}{SG_{mix}})}{3,28 \frac{ft}{m}} \dots\dots\dots (4)$$

$$H_t = \frac{(5 \times \frac{2,31}{0,948})}{3,28}$$

$$H_t = 3,7 \text{ m}$$

$$F = 2,083 \left[ \frac{100}{c} \right]^{1,85} \left[ \frac{Q_o}{34,3} \right]^{1,85} \left[ \frac{1}{ID^{4,8655}} \right]$$

$$F = 2,083 \left[ \frac{100}{120} \right]^{1,85} \left[ \frac{48,57}{34,3} \right]^{1,85} \left[ \frac{1}{2,441^{4,8655}} \right]$$

$$F = 0,037$$

$$H_f = \frac{f \times PSD}{1000 \text{ ft}} \times 0,31 \text{ ft/m}$$

$$H_f = \frac{0,037 \times 1056,4 \text{ ft}}{1000 \text{ ft}} \times 0,31 \text{ ft/m}$$

$$H_f = 0,012$$

$$TDH = H_f + DFL \text{ (m)} + H_t$$

$$TDH = 0,012 + 205,17 + 3,7$$

$$TDH = 208,9 \text{ m}$$

Maka, nilai dari *Total Dynamic Head* untuk perancangan ulang PCP sumur x adalah 209 m. Nilai TDH akan digunakan dalam grafik penentuan HP, RPM dan *Torque*. Ketiga parameter ini akan digunakan untuk menentukan tipe *drive head* yang tepat. Hasil dari perhitungan TDH dapat dilihat pada Tabel 5.

Tabel 5 Nilai Variabel Penentuan Total Dynamic Head Sumur x

	Nilai	Satuan
Sumur	x	-
Laju Produksi	48,57	Bfpd
PWH	5	Psi
PDFL	205,11	m
PSD	322	m
Friction Loss	0,341	-
Hf	0,111	m
Ht	3,7	m

**Perhitungan Nilai HP**

Nilai dari *Horse Power (HP)* yang digunakan pada pompa dapat ditentukan dengan menggunakan *Pump Performance Curve* atau dengan rumus matematis yang memerlukan TDH dan laju produksi dari sumur x, plot nilai pada kurva ini dapat dilihat pada Gambar. 5 Nilai HP yang didapatkan dari kurva tersebut harus dikalikan dengan *Safety Factor (SF)* sebesar 1,5. Dari hasil perhitungan, untuk produksi *gross* sebesar 48,57 bfpd diperlukan nilai HP sebesar 1,8 HP. Setelah dikalikan dengan SF sebesar 1,5 didapatkan nilai HP yang tepat adalah 2,7 HP.

$$HP = \frac{Q_0 + TDH \times SG_{mix}}{135} \dots\dots\dots (5)$$

$$HP = \frac{48,57 + 208,9 \times 0,948}{135}$$

$$HP = 1,8 \text{ KW}$$



Gambar 5 Pump Performance Curve untuk menentukan Nilai HP dan RPM (R&M Energy Systems, 2005)

**Perhitungan Nilai RPM**

Perhitungan RPM pompa didasarkan pada Total Dynamic Head (TDH) dan laju alir produksi yang diperlukan. Kecepatan putar pompa yang direkomendasikan oleh produsen yakni tidak lebih dari 300 RPM karena nilai RPM yang terlalu tinggi dapat mengakibatkan keausan elastomer.

Penentuan nilai RPM yang utama dapat dilakukan dengan menggunakan pump performance curve atau dengan menggunakan rumus matematis dimana nilai TDH dan Laju Produksi juga diperlukan untuk mengetahui nilai RPM yang tepat (Gambar 5). Nilai RPM yang didapatkan sebesar 101,5 RPM. Sedangkan nilai RPM pada PCP terpasang adalah 75 RPM, hal ini menunjukkan bahwa nilai tersebut belum optimal.

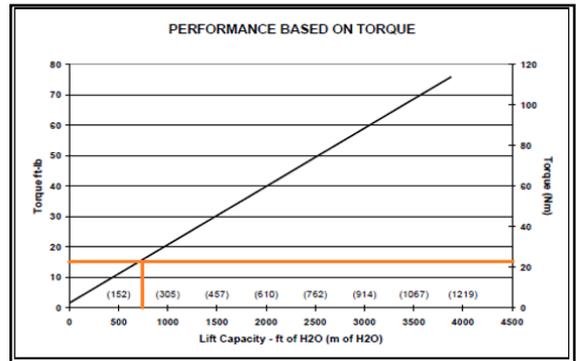
$$RPM = \frac{Q_0 \times TDH}{100 \text{ rpm}} \dots\dots\dots (6)$$

$$RPM = \frac{48,57 \times 208,9}{100}$$

$$RPM = 101,5 \text{ bpd/rpm}$$

**Penentuan Nilai Torque**

Penentuan nilai torque dilakukan dengan melakukan plot nilai TDH ke dalam kurva performance based on torque (Gambar 6). Kurva ini didapatkan dari produsen pompa tanpa menggunakan rumus tertentu. Hasil plot nilai TDH ke dalam kurva tersebut menunjukkan bahwa torque yang tepat untuk hasil perancangan ulang adalah sebesar 15 ft-lbs.



Gambar 6 Pump Performance Curve untuk menentukan Nilai Torque (R&M Energy Systems, 2005)

**Pemilihan Drive head**

Pemilihan drive head didasarkan pada HP yang diperlukan, torque yang diterima oleh pompa, dan RPM. Nilai dari parameter yang dijadikan penentuan pemilihan drive head dapat dilihat pada Tabel. 5 Berdasarkan drive head yang tersedia, ditetapkan bahwa drive head yang tepat adalah R&M Energy AA4.

Tabel 5 Nilai Parameter Pemilihan Drive head Pompa PCP 30-N-045

Produksi (BFPD)	Head (ft)	TDH (m)	RP (rpm)	Torque (ft-lbs)	Tripe Drive Head
48,57	7	8,9	101,5	15	AA4

**Perbandingan PCP Terpasang Dengan Hasil Perancangan Ulang**

Berdasarkan laju produksi optimal dan aktual (Tabel. 5) dan perhitungan untuk desain ulang PCP, dapat dilakukan perbandingan (Tabel. 6).

Tabel 6 Laju Produksi Sumur x

Q Max (BFPD)	Q Optimal (BFPD)	Q Aktual (BFPD)
60,72	48,56	17,16

Tabel 7 Perbandingan Hasil Perancangan Ulang PCP dengan PCP Terpasang

Parameter	Sumur		
	Terpasang	Keterangan	Perancangan Ulang
Laju Produksi	17,16	Belum optimal	48,57
Seri Pompa	30 N 045	Optimal	30 N 045
PSD	322	Optimal	322
RPM	75	Belum optimal	101,5
HP	0,7	Belum optimal	2,7
Torque	15 ft-lbs	Optimal	15 ft-lbs
Drive Head	AA4	Optimal	AA4

Dari data yang telah dikumpulkan dan di analisa di atas, dapat disimpulkan bahwa untuk sumur x dengan target produksi sebesar 48,57 bfpd dengan target oil 13,11 bopd, pompa yang tepat adalah Moyno Down Hole Pump 30-N-045 dengan kemampuan produksi 45 bfpd / 100 rpm dan dapat mengangkat fluida dari kedalaman maksimal 3000 ft atau 914 m. Sedangkan elastomer yang tepat berdasarkan pengalaman di lapangan adalah elastomer Ultra Flex. Kecepatan polished rod yang dibutuhkan adalah sebesar 101,5 rpm dan tenaga yang diperlukan adalah 2,7 KW dengan *torque* 15 ft-lbs. Untuk memenuhi kebutuhan tersebut dapat digunakan *drive head* R & M Energy AA4.

Pada Tabel 7 keterangan belum optimal menunjukkan bahwa harus dilakukan perubahan nilai parameter tersebut agar mendapatkan hasil produksi yang optimal dengan target 48,57 bfpd dan mendapatkan oil sebesar 13,11 bopd dengan 2 perforasi menjadi 1 ipr. Lalu dapat disimpulkan terdapat banyak perubahan yang harus dilakukan pada parameter PCP terpasang, seperti nilai RPM yang harus ditingkatkan hingga 101,5 RPM. Perubahan lainnya adalah pada HP yang dibutuhkan menjadi 2,7 KW.

Pada Gambar. 7 kita bisa memilih Drive Head yang dapat kita gunakan sesuai dengan data yang di dapat.

Model	R&M Energy Services							
	AA4	AD1	BD1	CV1	DA3	DD1	DHH	EX1
Polished Rod Size, inch	1-1/4	1-1/4	1-1/4	1-1/4 & 1-1/2	1-1/4 & 1-1/2	1-1/4 & 1-1/2	1-1/4	1-1/2 & 2-1/16
Shaft Type	Hollow Horizontal	Hollow Vertical	Hollow Vertical	Hollow Vertical	Hollow Horizontal	Hollow Vertical	Hollow Vertical	Hollow Vertical
Input Shaft Max. Power Rating	15 hp	30 hp	60 hp	100 hp	60 hp	150 hp	75 hp	300 hp
Polished Rod Speed Max.	450 rpm	600 rpm	600 rpm	600 rpm	450 rpm	600 rpm	600 rpm	600 rpm
Max. Torque	500 ft-lbs	450 ft-lbs	1650 ft-lbs	1750 ft-lbs	2250 ft-lbs	2250 ft-lbs	1750 ft-lbs	4000 ft-lbs
Backspin Control	Mechanical	Mechanical	Hydraulic	Hydraulic	Hydraulic	Hydraulic	Hydraulic	Hydraulic
Wellhead Connection	2-7/8" EUE Pin	2-7/8" EUE Pin	Threaded Pin or 3-1/8" 3000#	3-1/8" 3000#				
Stuffing Box Drive Type	Integral w/ Drive Right Angle	Integral w/ Drive Direct	Split Removable Direct	Split Removable Direct	Split Removable Right Angle	Split Removable Direct	Split Removable Hydraulic	Split Removable Direct
Drive Ratio	3.78:1	1:1	1:1	1:1	3:1	1:1	4:1	1:1
Driven Shaft Diameter	1-3/8"	2-1/4"	2-1/4"	2-3/4"	2-1/8"	2-3/4"	2-3/4"	3-1/4"
Prime Mover	Electric or Gas Engine	Electric Motor	Electric Motor	Electric Motor	Electric or Gas Engine	Electric Motor	Electric or Gas Engine	Dual Electric Motor

Gambar 7 Spesifikasi Drive Head di PT. Pertamina Ep Asset 1 field jambi

### KESIMPULAN DAN SARAN

Dari hasil penelitian pada Sumur X PT Pertamina EP Asset 1 Field Jambi diperoleh kesimpulan, yaitu sumur X dengan pompa PCP type 30-N-045 dengan rpm sebesar 75 rpm dan hp sebesar 1 kw serta torque sebesar 15 ft-lbs memiliki kemampuan produksi PI sebesar 0,47 dengan laju produksi aktual sebesar 17,16 bfpd, yang menunjukkan bahwa laju produksi belum optimal karena belum memenuhi produksi maksimal sebesar 60,72 bfpd. Sumur X tersebut perlu dioptimalkan dengan mengganti beberapa parameter yang sudah terpasang seperti menaikkan parameter rpm menjadi 101,5 rpm dan hp menjadi 2,7 kw, sehingga diperoleh perhitungan ulang terhadap laju produksi yang lebih optimal sebesar 48,57 bfpd dan oil yang didapat sebesar 13,11 bfpd. .

Dari hasil tersebut maka perlu dilakukan penggantian parameter PCP perancangan ulang parameter, agar produksi lebih optimal serta diperlukan perawatan dan pemeriksaan PCP secara berkala sehingga PCP terjaga baik dan produksi tetap optimal.

### DAFTAR PUSTAKA

- Nesbitt, B. (2006). *Handbook of Pumps and Pumping*. Amerika Serikat. Akkawuttiwanich, P., & Yenradee, P. Christian .W, & Cholet. H. (2013). *Progressing cavity pumps oil well production artificial lift*. Paris: France.

- Kermit. E, Brown. (1977). *The Technology Of Artificial Lift Method*. Petroleum Publishing Co : USA.
- Lake, L.W. (2007). *Petroleum Engineering Handbook: Production Operations Engineering*. Texas: Society of Petroleum Engineers
- Rahmansyah, I. (2012). *Perencanaan dan Trouble Shooting Progressive Cavity Pump*. Jakarta: PT Pertamina – Manajemen Produksi Hulu.
- Nelik, L. (2005). *Progressive Cavity Pump, Downhole Pumps and Mud Motor*. Gulf Publishing Company : Texas
- Robbins dan Myers. (1989). *Moyno Down Hole Pump Manual*. Brosur Robbins and Myers Company: USA.
- Robbins dan Myers. (1989). *Material of Cavity Pump Construction Selection Tables*. Amerika Serikat: Brosur Robbins and Myers Company.
- Saveth, K.J. dan Klein, S.T. (1998). *The Progressing Cavity Pump Principle and Capabilities*. SPE 18873
- Shauna, N. (2011). *Progressing cavity pumps*. SPE 18978.
- Val S. Lobanoff, Robert R. Ross. (2018). *Centrifugal Pumps: Design And Application*. Amerika Serikat.